

CONFORMITE DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRE AU DECRET TARIFAIRE DU 19 JANVIER 2017

	EXIGENCES DU DECRET TARIFAIRE	MOTIVATION DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRE
	Processus d'adoption de la méthodologie tarifaire	
Art. 2, §§ 2 et 3	La méthodologie est adoptée après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution. L'organisation de la concertation fait l'objet d'un accord explicite, transparent et non-discriminatoire entre la CWaPE et les gestionnaires.	Le processus d'adoption de la présente méthodologie a débuté dès le second semestre 2015. En effet, dans l'attente de la fixation du nouveau cadre législatif applicable en matière tarifaire, la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) a eu la volonté d'entamer, à cette époque, les travaux préparatoires inhérents à l'adoption des principes tarifaires applicables pour la prochaine période régulatoire initialement fixée aux années 2018 à 2022, et ce dans un souci de transparence maximale et d'implication active de l'ensemble des gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne. Ainsi, en date du 3 août 2015, la CWaPE publiait un acte préparatoire, approuvé par le Comité de direction du 15 juillet 2015, au travers duquel les grands principes envisagés pour sa future méthodologie tarifaire étaient explicités. Il est à noter que, dans cet acte préparatoire, la CWaPE annonçait notamment déjà envisager la mise en place d'un modèle « revenue cap », d'un facteur d'efficience ou encore d'une rémunération des actifs régulés sur la base d'un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) conventionnel, afin de s'aligner sur des pratiques couramment répandues en Europe et d'inciter les GRD wallons à optimiser le financement de leurs actifs régulés. Les gestionnaires de réseau de distribution ont été conviés à remettre, pour le 14 septembre 2015, leurs questions et commentaires à la CWaPE, lesquels ont fait l'objet d'une réunion explicative en date du 24 septembre 2015. Entre les mois d'octobre 2015 et de février 2017, la CWaPE a organisé sept groupes de travail avec les gestionnaires de réseau sur les grandes thématiques de la méthodologie tarifaire, à savoir la typologie des coûts, le revenu autorisé, le marge bénéficiaire équitable, la structure tarifaire, les soldes régulatoires et les incitants à l'innovation. Ces groupes de travail se sont achevés en date du 2 février 2017, sur la thématique des modèles de rapport et de la structure tarifaire. Au cours de ces réunions, les gestionnaires de réseau de distribution ont eu l'occasion

		d'exposer leurs remarques et commentaires sur les propositions formulées par la CWaPE au travers de différentes notes techniques détaillées. L'ensemble des documents de travail et procès-verbaux de réunion dûment validés par les gestionnaires de réseau de distribution ont été publiés sur le site internet de la CWaPE à l'adresse http://www.cwape.be/?dir=7.7.1. Le retard pris dans l'adoption du décret tarifaire, qui a finalement été adopté le 19 janvier 2017, et plus particulièrement les dispositions visées par les articles 3, § 3, et 9, § 1^{er}, de ce décret, ont conduit la CWaPE à reporter d'un an la prochaine période régulatoire de 5 ans (2019 à 2023). Le 2 février 2017, lors de la dernière réunion de cette phase de pré-concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE a acté un accord formel des gestionnaires de réseau sur le planning d'adoption de la méthodologie, en ce compris les modalités de concertation. Ce planning était le suivant : - 31 mars 2017 : publication du projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 accompagné d'une séance d'information au cours de laquelle les principes de la méthodologie sont présentés et explicités ; - 2 mai 2017 : organisation d'une réunion de concertation avec les gestionnaires de réseau ayant pour objectif de permettre aux représentants des gestionnaires de réseau de distribution de formuler oralement leur avis et commentaires sur le projet de méthodologie tarifaire. Celle-ci avait été initialement proposée pour le 15 mai 2017 mais a été avancée à la demande d'ORES et RESA qui estimaient que cette réunion intervenait trop tard et ne permettrait pas aux gestionnaires de réseau de distribution de poser à temps leurs questions et d'obtenir des éclaircissements éventuels sur certains points de la méthodologie ; - 19 mai 2017 : fin de la période de consultation (comprise comme englobant la concertation) : remise des réactions écrites des gestionnaires de réseau pour cette date au plus tard ; - Début juillet 2017 : adoption de la méthodologie tarifaire par la CWaPE. Il a été convenu, lors de cette réunion, que le planning convenu remplaçait entièrement les dispositions de l'article 2, § 3, du décret tarifaire, tant pour la planification des réunions que
--	--	---

		pour les délais relatifs à l'échange des documents. La fixation de la date de réunion de concertation le 2 mai et de la date de remise des réactions écrites finales le 19 mai était en effet incompatible avec le délai prévu par défaut à l'article 2, § 3, 4°, du décret tarifaire (voir, à cet égard, le procès-verbal de la réunion du 2 février 2017 publié sur le site internet de la CWaPE). Le 31 mars 2017, la CWaPE a donc publié le projet de méthodologie tarifaire 2019-2023 accompagné d'un abstract et de différentes annexes, parmi lesquelles certaines apportaient des explications complémentaires. Le même jour, une séance d'information a été tenue, au cours de laquelle les principes de la méthodologie ont été présentés et explicités. Le 2 mai 2017, la réunion de concertation a été tenue avec l'ensemble des gestionnaires de réseau. Au cours de cette réunion, ceux-ci ont, chacun, présenté différentes remarques concernant le projet de méthodologie tarifaire, étant entendu que celles-ci n'étaient que partielles et que l'ensemble des remarques seraient communiquées par écrit pour le 19 mai 2017. A l'issue de cette réunion, la CWaPE a établi un projet de procès-verbal reprenant les observations et demandes émises par les gestionnaires de réseau, leurs premiers points généraux de désaccord et critiques exprimés par rapport au projet ainsi que les premières réponses apportées par la CWaPE. La CWaPE n'a, en revanche, pu acter aucun point d'accord sur le projet de méthodologie proposé, les gestionnaires de réseau s'étant uniquement concentrés sur les aspects problématiques pour eux du projet. Ce projet de procès-verbal a été communiqué aux gestionnaires de réseau de distribution pour approbation et a ensuite été publié sur le site de la CWaPE. Le 19 mai 2017, la CWaPE a reçu les réactions écrites de l'ensemble des gestionnaires de réseau par courriel et par courrier recommandé. Celles-ci, ainsi que les remarques émises par les autres acteurs du marché dans le cadre de la consultation publique, ont été publiées sur le site de la CWaPE. A travers le présent rapport de consultation, la CWaPE apporte une réponse à l'ensemble des très nombreuses remarques formulées lors de la concertation avec les gestionnaires de réseau et expose les motifs pour lesquels elle apporte ou non les modifications demandées.
--	--	---

	Au vu de ces éléments, la CWaPE estime avoir fait preuve d'une grande transparence à l'égard des gestionnaires de réseau dans le cadre du processus d'élaboration de la méthodologie et d'avoir mis en place une concertation constructive avec eux, conforme au décret tarifaire. La CWaPE note toutefois que, dans le cadre de la procédure de consultation, la remarque suivante a été formulée par l'Union des Villes et Communes de Wallonie (UVCW) : <i>« La consultation publique a démarré le 31 mars 2017, suite à l'approbation du projet de méthodologie tarifaire par la CWaPE et s'étend jusqu'au 19 mai 2017. Durant cette période, une réunion de concertation avec les GRD a été organisée le 2 mai 2017 et une audition publique permettant à l'ensemble des acteurs du marché de poser leurs questions et de présenter oralement leurs remarques a eu lieu le 4 mai 2017.</i> <i>Selon nous une concertation implique des échanges qui ne peuvent se limiter à une réunion. Nous demandons dès lors comment l'article 2, paragraphe 2 du décret va être mis en œuvre au-delà du 19 mai 2017 pour organiser la poursuite de la concertation ».</i> A cet égard, la CWaPE renvoie à l'accord explicite, transparent et non-discriminatoire donné par les gestionnaires de réseau de distribution, le 2 février 2017, sur le planning d'adoption de la méthodologie, en ce compris la concertation (évoqué ci-dessus), lequel impliquait la tenue d'une seule réunion. Il convient en outre de rappeler que ce processus de concertation s'inscrit dans un contexte particulier où, avant l'adoption du nouveau décret tarifaire du 19 janvier 2017, de nombreux groupes de travail ont été tenus dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie et que, au cours de ceux-ci, les gestionnaires de réseau ont déjà eu l'occasion de prendre connaissance des principaux principes repris dans la méthodologie et d'échanger à de nombreuses reprises sur ceux-ci avec la CWaPE. Au-delà du 19 mai 2017, en l'absence de changement radical apporté au projet de méthodologie nécessitant un nouvel avis des gestionnaires de réseau, rien n'imposait l'organisation par la CWaPE d'une nouvelle réunion de concertation. La CWaPE n'était pas pour autant fermée à toute poursuite des discussions avec les gestionnaires de réseau après le 19 mai 2017. Ainsi, pour répondre favorablement à la demande
--	--

		d'ORES, exprimée lors de la réunion du 2 mai 2017, de pouvoir disposer de l'opportunité de discuter, avec la CWaPE, lors d'une seconde réunion de concertation postérieure au 19 mai 2017, des remarques émanant de l'ensemble acteurs de marché, la CWaPE a tenté de tenir une réunion de concertation supplémentaire, en dehors du processus de concertation initialement convenu avec l'ensemble des gestionnaires de réseau. Elle a ainsi, par un courriel du 8 mai 2017, invité les gestionnaires de réseau de distribution à communiquer leurs disponibilités en vue de l'organisation d'une réunion postérieure, dont le but était de parcourir les évolutions envisagées dans la méthodologie suite aux remarques reçues dans le cadre de la concertation et de la consultation publique (publiées sur le site de la CWaPE). Suite à cela, le 30 mai 2017, les gestionnaires de réseau ont reçu une convocation à une nouvelle réunion, qualifiée initialement « de concertation », le 13 juin 2017, concernant les propositions d'adaptation au projet de méthodologie 2019-2023. Néanmoins, suite à une contestation fort tardive d'ORES (formulée par courriel le 12 juin 2017, en fin d'après-midi) relative aux modalités d'organisation de cette réunion de concertation, la CWaPE a finalement décidé de l'annuler, constatant notamment que, contrairement à ce qu'elle avait cru jusque-là, il n'y avait pas d'accord entre la CWaPE et l'ensemble des gestionnaires de réseau sur les modalités de dérogation au planning de concertation initialement convenu. D'un côté, ORES n'était pas d'accord avec les modalités proposées par la CWaPE (et dérogeant au décret tarifaire). De l'autre, la CWaPE ne pouvait accepter les nouvelles modalités proposées par ORES dans son courriel, celles-ci mettant en péril le respect du calendrier d'adoption de la méthodologie tarifaire initialement convenu avec les gestionnaires de réseau lors de la réunion du 2 février 2017. Celui-ci prévoyait, pour rappel, l'adoption de la méthodologie en juillet 2017 dans l'objectif de faire entrer en vigueur les nouveaux tarifs le 1^{er} janvier 2019, soit un an après la date initialement envisagée au début du processus d'adoption de la méthodologie. Or, la CWaPE n'était prête à accéder à la demande d'ORES de poursuivre la concertation que dans la mesure où cela ne remettait pas en question le planning initialement convenu dans son ensemble¹, sachant qu'une nouvelle procédure de concertation
--	--	---

¹ Le planning initial tenait compte des contraintes matérielles de temps de la CWaPE suite au traitement des différentes remarques émises dans le cadre de la consultation publique et concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution, ainsi que de l'objectif d'aboutir à une méthodologie tarifaire 2019-2023 approuvée pour juillet 2017 (ce qui permettait aux gestionnaires de réseau de distribution de pouvoir disposer d'une méthodologie approuvée avant le délai fixé par le décret tarifaire, élément qui avait fait l'objet d'un consensus entre tous lors de la réunion du 2 février 2017).

		au sens du décret tarifaire ne lui paraissait, en toute hypothèse, pas réellement nécessaire. L'objectif n'était en effet pas de présenter un projet de méthodologie tarifaire entièrement nouveau et de reprendre un processus de concertation à zéro mais uniquement de déjà faire part aux gestionnaires de réseau d'un nombre limité d'adaptations envisagées par rapport au projet initial, parmi lesquelles une grande partie allaient dans le sens des demandes formulées dans leurs remarques écrites du 19 mai 2017, et d'obtenir leurs réactions quant à ces seules propositions d'adaptation. A cela s'ajoutait le fait que les personnes envoyées à cette réunion par ORES avaient été présentées comme n'étant pas mandatées pour engager ORES lors de la réunion, ce qui signifiait que les arguments et positions prises par ces personnes n'auraient, de toute façon, pas pu être considérées comme reflétant la position d'ORES dans le cadre des échanges. La réunion a néanmoins été remplacée par un groupe de travail informel, tenu le même jour sur le même sujet, au cours duquel et à la suite duquel les gestionnaires de réseau ont pu faire part de leurs observations sur les adaptations proposées². Ces observations ont été prises en compte dans le cadre des réflexions poursuivies par la CWaPE à la suite de cette réunion. Tenant compte de ces éléments, la CWaPE a donc estimé qu'il ne se justifiait plus de revenir sur le processus de concertation tel qu'il s'était clôturé, selon le planning initialement convenu de commun accord avec les gestionnaires de réseau, le 19 mai 2017, celui-ci leur ayant déjà donné l'occasion de faire leurs remarques par rapport au projet de méthodologie tarifaire.
Art. 2, § 2	La méthodologie est adoptée après consultation publique.	Une consultation publique a bien eu lieu au sujet de la méthodologie. Celle-ci s'est tenue du 31 mars (jour de la publication, sur le site de la CWaPE, du projet de méthodologie tarifaire ainsi que des modèles de rapport y relatifs), au 19 mai 2017 (date limite pour la remise des remarques écrites). Une audition publique de l'ensemble des acteurs de marché ainsi qu'une réunion de concertation sur les tarifs d'injection ont en outre été organisées le 4 mai 2017 dans les locaux de la CWaPE. Les présentations effectuées lors de ces réunions et le procès-verbal de celles-ci ont été publiés sur le site de la CWaPE.

² Des remarques écrites ont été reçues de REW, RESA et ORES les 16 et 19 juin 2017.

	La méthodologie tarifaire définit/précise/détermine	
Art. 1 ^{er} , 2°	Les éléments constitutifs du revenu total.	Visés par le titre II, chapitre 1, de la méthodologie : à l'article 8 de la méthodologie tarifaire, la CWaPE détermine les éléments constitutifs du revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution et ce, en application de l'article 1^{er}, 2°, (qui parle, quant à lui, du revenu total) ainsi que de l'article 3, § 1^{er}, 1°, du décret du 19 janvier 2017. Ces éléments constitutifs sont au nombre de cinq, à savoir : - les charges nettes opérationnelles ; - les charges nettes relatives aux projets spécifiques ; - la marge bénéficiaire équitable ; - le facteur de qualité ; - la quote-part des soldes régulatoires. Chacun de ces éléments constitutifs est développé dans les sections 2 à 6 du chapitre 1 du titre II de la méthodologie.
Art. 1 ^{er} , 4°	Les divers paramètres suivant lesquels le tarif périodique peut être facturé.	Visés par les articles 64, 65, 66, 67, 68, 73, 76, 80, 81, 83, 88 et 89 de la méthodologie : dans ces dispositions, la CWaPE identifie, pour chaque tarif périodique ainsi que pour chaque catégorie d'utilisateur du réseau, les différents termes (capacitaire, fixe, proportionnel) selon lesquels les tarifs périodiques doivent être facturés.
Art. 3, § 1 ^{er} , 1°	Les catégories de charges couvertes par les tarifs et leur définition.	Visées par le titre II, chapitre 1, sections 1 à 6, ainsi que par les articles 59, 65, 66, 67, 81, 82 et 83 de la méthodologie. Les sections 1 à 6 du chapitre 1 du titre II de la méthodologie déterminent les charges faisant partie du revenu autorisé : - les charges nettes opérationnelles ; - les charges nettes relatives aux projets spécifiques ; - la marge bénéficiaire équitable ; - le facteur de qualité ; - la quote-part des soldes régulatoires.

		L'article 59, 2°, de la méthodologie tarifaire précise que « <i>les tarifs annuels de prélèvement et d'injection sont déterminés de façon à ce que les recettes budgétées qu'ils génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent</i> ». Pour l'électricité, l'article 65, § 2 et § 3, de la méthodologie identifie plus spécifiquement les charges qui sont couvertes par le tarif pour les obligations de service public ainsi que les règles d'imputation de ces charges entre les différents niveaux de tension. L'article 66 de la méthodologie identifie en outre précisément les charges qui sont couvertes par le tarif pour les surcharges et l'article 67 précise, quant à lui, les charges couvertes par le tarif pour les soldes régulatoires. La lecture combinée des articles 65, 66 et 67 donne donc de nombreuses indications sur la manière dont les charges sont couvertes par les différents tarifs périodiques, le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution couvrant, par déduction, les charges n'étant pas déjà couvertes par les autres tarifs. Pour le gaz ce sont les articles 81, 82 et 83 qui apportent ces précisions. Leur combinaison permet de déduire que les charges qui ne sont pas affectées au tarif pour les obligations de service public, au tarif pour les surcharges ou au tarif pour les soldes régulatoires et qui font partie du revenu autorisé du gestionnaire de réseau sont donc affectées au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution.
Art. 3, § 1 ^{er} , 2°	Les règles d'évolution au cours du temps des volumes et des catégories de charges, y compris la méthode de détermination des variables et des paramètres figurant dans la formule d'évolution.	Visées par le titre II, chapitre 2, de la méthodologie : - article 44 : règles d'évolution des charges nettes opérationnelles contrôlables, hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ; - article 44bis : règles d'évolution des charges nettes fixes relatives aux obligations de service public ; - article 45 : méthode de détermination des variables des différentes catégories de charges nettes variables relatives aux obligations de service public ;

		- article 47 : règles d'évolution des charges nettes unitaires prévisionnelles relatives aux obligations de service public ; - article 48, § 2 : règles d'évolution des charges nettes liées aux immobilisations des actifs régulés ; - article 49, § 2 : règles d'évolution des charges et produits opérationnels non contrôlables ; - article 50 : cette disposition renvoie à la section 4 du chapitre 1 du titre II de la méthodologie, au sein de laquelle l'article 26 détermine les règles d'évolution de la base d'actifs régulés, laquelle constitue un des deux paramètres déterminant la marge bénéficiaire équitable. L'article 33 prévoit, quant à lui, que le second paramètre, à savoir le pourcentage de rendement autorisé, est fixé pour la période 2019-2023, sans possibilité d'évolution ; - article 51 : cette disposition renvoie à la section 3 du chapitre 1 du titre II de la méthodologie, au sein de laquelle l'article 15 détermine la formule selon laquelle les charges nettes fixes relatives aux projets « déploiement des compteurs communicants » et « promogaz » seront fixées <i>ex ante</i> pour chaque année de la période réglementaire. En ce qui concerne l'évolution des volumes de consommation, la CWaPE considère que ce sont les gestionnaires de réseau de distribution qui sont les plus à même de constater l'évolution de ces volumes sur leur propre réseau. Les hypothèses prises par les GRD quant à l'évolution future des volumes de consommation devront tenir compte des constatations observées sur les dernières réalités. Les modèles de rapport en annexes de la méthodologie offrent donc un canevas aux gestionnaires de réseau de distribution pour modéliser ces évolutions des volumes.
--	--	---

Art. 3, § 1^{er}, 3°	Les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau.	Plusieurs règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateur sont fixées par la méthodologie tarifaire : - article 5, § 2, de la méthodologie : cette disposition fixe une première modalité d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateur du réseau en prévoyant que l'imputation des coûts aux différents niveaux de tension, pour l'électricité, et aux différentes catégories tarifaires, pour le gaz, doit viser à assurer la réfectivité des coûts liés à ces différents niveaux de tension et catégories tarifaires ; - article 59, 1°, de la méthodologie : cette disposition consacre le principe de stabilité tarifaire, lequel impose aux gestionnaires de réseau de distribution de rester autant que possible dans la continuité des tarifs actuellement en vigueur. Elle constitue donc également une règle qui doit guider les gestionnaires de réseau dans l'allocation des coûts aux différentes catégories d'utilisateurs; - article 65, §§ 2 et 3, et 81, §§ 2 et 3, de la méthodologie : ces dispositions prévoient des règles plus précises d'allocation des coûts en ce qui concerne les charges nettes liées aux obligations de service public imposées au gestionnaires de réseau de distribution ; - article 77 de la méthodologie : cette disposition impose aux gestionnaires de réseau de distribution de déterminer leurs tarifs d'injection « <i>« de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). En ce qui concerne les pays limitrophes, la comparaison peut être réalisée sur la base d'un échantillon représentatif. La pondération est basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions</i> », conformément à ce que permet l'article 4, § 2, 16°, du décret tarifaire. Il s'agit donc également et indirectement d'une règle qui doit guider les gestionnaires de réseau dans l'allocation des coûts aux différentes catégories d'utilisateurs.
-------------------------------------	---	---

		L'article 59 de la méthodologie renvoie en outre aux prescriptions du décret tarifaire relatives aux tarifs. Celui-ci prévoit en effet, en son article 4, § 2, 5°, que les tarifs (et, par conséquent, l'allocation des coûts en amont) doivent réaliser au mieux les équilibres suivants : <i>« a) ils sont transparents, non discriminatoires et proportionnés;</i> <i>b) ils reflètent la structure des coûts de réseaux et traduisent une allocation équitable et transparente des services offerts par le réseau à l'ensemble des utilisateurs de réseaux tenant compte des évolutions technologiques telles que le stockage et du développement de la production décentralisée;</i> <i>c) ils favorisent le développement et un dimensionnement optimal des infrastructures de réseaux et incitent à l'utilisation optimale de leurs capacités par leurs utilisateurs;</i> <i>d) ils favorisent la gestion intelligente des réseaux, l'intégration des productions décentralisées, l'accès flexible, l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ainsi que l'efficacité énergétique et promeuvent la gestion active de la demande ».</i>
Art. 3, § 1 ^{er} , 4°	La structure tarifaire générale et les composantes tarifaires.	Visée par l'annexe 9 relative aux tarifs périodiques de distribution ainsi que par le titre III, chapitre 1, de la méthodologie : les dispositions de ce chapitre déterminent les structures tarifaires relatives aux prélèvements et injections de gaz et d'électricité : • Prélèvements (gaz et électricité): I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, II. Le tarif pour les obligations de service public, III. Le tarif pour les surcharges, IV. Le tarif pour les soldes régulatoires, V. Le tarif pour l'énergie réactive (uniquement applicable à l'électricité). • Injections d'électricité : I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution • Injections de gaz SER : I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution II. Le tarif pour la gestion du rebours

		Visée par l'annexe 10 relative aux tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ainsi que par le titre V, chapitre 1, section 2, de la méthodologie : les dispositions de ce chapitre déterminent la structure tarifaire relative au transport : I. Le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau ; II. Les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges ; III. Le tarif pour les soldes régulateurs de transport.
Art. 3, § 1 ^{er} , 5°	Les paramètres utiles à la détermination des tarifs et leur définition.	Visés par les articles 64, 65, 66, 67, 68, 73, 76, 80, 81, 82, 83, 88 et 89 de la méthodologie : dans ces dispositions, la CWaPE identifie, pour chaque tarif périodique ainsi que pour chaque catégorie d'utilisateur du réseau, les différents paramètres en fonction desquels les tarifs périodiques doivent être facturés (même justification que pour l'article 1^{er}, 4°, du décret tarifaire).
Art. 3, § 4	Le contenu ainsi que les modalités et la procédure d'établissement, de transmission et d'approbation des rapports annuels et autres informations communiquées à la CWaPE pour permettre un contrôle des tarifs.	Visés par les modèles de rapport tarifaire <i>ex post</i> annexés à la méthodologie ainsi que par l'article 122 de la méthodologie : cette disposition relative à la procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité est notamment consacrée aux rapports tarifaires <i>ex post</i> devant être soumis annuellement par les gestionnaires de réseau de distribution à la CWaPE. L'article 103 de la méthodologie précise en outre également les catégories d'écart entre le budget et la réalité sur lesquelles le rapport tarifaire <i>ex post</i> doit porter : 1° l'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution ; 2° l'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables ; 3° l'écart relatif aux produits opérationnels non contrôlables ; 4° l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables ; 5° l'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable ; 6° l'écart relatif aux charges nettes relatives aux projets spécifiques. Par ailleurs, il ressort des articles 106 et 112 de la méthodologie que, à la demande de la CWaPE, les gestionnaires de réseau pourront être amenés à devoir justifier le caractère raisonnable (au sens de l'article 8 de la méthodologie) des charges et produits non-contrôlables réels.

Art. 4, § 2, 1°	La méthodologie comprend une première phase d'approbation du revenu total et une seconde phase d'approbation des tarifs.	Précisé à l'article 4 de la méthodologie : l'article 4 scinde la procédure d'approbation des tarifs de distribution périodiques et non périodiques en deux phases : la phase d'approbation de la proposition de revenu autorisé (qui correspond à la notion de « revenu total » dans le décret tarifaire) et la phase d'approbation des propositions de tarifs périodiques et non périodiques. Ces deux phases sont ensuite brièvement décrites aux articles 5 et 6, lesquels renvoient essentiellement vers les titres II, chapitre 3, et III, chapitre 3, de la méthodologie, respectivement consacrés à la première et la seconde phase de la procédure d'approbation des tarifs.
Art. 4, § 2, 1°	Les éléments qui figurent obligatoirement dans la proposition tarifaire et les modèles de rapport à utiliser par les gestionnaires de réseau de distribution.	Visés par les modèles de rapport repris en annexe de la méthodologie ainsi que par les articles 56, 96 et 98 de la méthodologie : ces dispositions fixent les procédures d'approbation du revenu autorisé et des tarifs périodiques et non périodiques (en ce compris les éléments figurant dans les propositions).
Art. 4, § 2, 3°	La durée de la période régulatoire.	Visée par l'article 2 de la méthodologie : la CWaPE fixe la durée de la période régulatoire à cinq ans.
Art. 4, § 2, 16°	Eventuellement, tout critère considéré comme pertinent par la CWaPE pour la détermination des tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution, applicables à des unités de production, pouvant être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service.	Visés par l'article 77 de la méthodologie : la CWaPE fixe comme critère pour la détermination des tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution applicables à des unités de production (tarifs d'injection), l'exigence suivante : les tarifs d'injection doivent être déterminés « <i>de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). En ce qui concerne les pays limitrophes, la comparaison peut être réalisée sur la base d'un échantillon représentatif. La pondération est basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions</i> ».
Art. 6	Eventuellement, un modèle de plan comptable analytique.	La CWaPE n'a pas estimé nécessaire d'imposer un plan comptable analytique.
Art. 7, § 2	La procédure d'introduction et d'approbation des tarifs.	Visée par les articles 56, 96 et 98 de la méthodologie : ces dispositions fixent les procédures d'introduction et d'approbation des propositions de revenu autorisé et de tarifs périodiques et non périodiques.

Art. 7, § 3	La procédure de contrôle des tarifs concernant les résultats d'exploitation relatifs à l'année d'exploitation écoulée.	Visée par l'article 122 de la méthodologie : cette disposition fixe la procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité opéré sur la base des rapports tarifaires <i>ex post</i> des gestionnaires de réseau de distribution.
Art. 9, § 1 ^{er}	Les modalités de proposition de revenu total (fixation du modèle de rapport) ainsi que d'échanges de documents intervenant dans le cadre de l'instruction de cette proposition.	Visées par l'article 56 de la méthodologie et les modèles de rapport repris en annexe.
Art. 10, § 2	Les modalités de soumission d'une nouvelle proposition de revenu total en cas de refus de la proposition révisée de revenu total.	Visées par l'article 56 de la méthodologie et les modèles de rapport repris en annexe.
Art. 12, § 1 ^{er} , 3 ^o	Les modalités de transmission des réponses aux questions complémentaires de la CWaPE posées en cas de propositions de tarifs périodiques et non périodiques incomplètes.	Visées par les articles 96 et 98 de la méthodologie.
Art. 15, § 1 ^{er} , 2 ^o	Les modalités d'intégration dans les tarifs, en cours de période régulatoire, de l'actif ou du passif régulatoire cumulé, dès que celui-ci dépasse cinq pour cent du produit annuel du GRD, de l'année précédant l'année en cours, par un mécanisme d'ajustement.	Visées par les articles 53 et 122 de la méthodologie : ces dispositions prévoient la possibilité de réviser annuellement le revenu autorisé fixé <i>ex ante</i> afin d'intégrer partiellement ou entièrement le montant de solde régulatoire des années antérieures, ainsi que la procédure applicable.
Art. 15, § 2	Le délai endéans lequel les demandes d'adaptation peuvent être introduites en cours de période régulatoire.	La méthodologie ne fixe pas de délai contraignant endéans lequel les demandes d'adaptation des tarifs devraient être introduites.
Art. 15, § 2	La procédure d'introduction et de traitement de la proposition tarifaire actualisée.	La méthodologie ne fixe pas de procédure particulière. L'article 54, § 2, de la méthodologie prévoit que la CWaPE et les gestionnaires de réseau conviendront d'un calendrier au cas par cas.

Art. 15, § 3	Les critères définissant la notion d'impact significatif des circonstances exceptionnelles sur la situation financière du gestionnaire de réseau.	Visés par l'article 54 de la méthodologie : cette disposition a fixé, comme critère de l'impact significatif sur la situation financière du GRD, un seuil de 2% du revenu autorisé. Ce seuil correspond à la norme communément appliquée en audit pour définir le seuil de matérialité.
Art. 15, § 3	La procédure d'introduction et de traitement de la demande motivée de révision de la proposition tarifaire.	La méthodologie ne fixe pas de procédure particulière. L'article 54, § 2, de la méthodologie prévoit que la CWaPE et les gestionnaires de réseau conviendront d'un calendrier au cas par cas.
Art. 16, § 1 ^{er}	Le modèle de rapport tarifaire annuel.	Visé par les annexes à la méthodologie relatives aux modèles de rapport tarifaire <i>ex post</i> .
	La méthodologie tarifaire respecte les principes suivants :	
Art. 4, § 1 ^{er}	Stabilité et prévisibilité de la régulation, contribuant au bon fonctionnement du marché partiellement libéralisé et permettant au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une sécurité raisonnable.	La stabilité et la prévisibilité de la régulation sont notamment assurées à travers les éléments suivants : - Article 2 de la méthodologie : la CWaPE fixe la durée de la période régulatoire à cinq ans, ce qui offre une stabilité et une prévisibilité. - Article 30 de la méthodologie : la valeur des actifs régulés ne sera pas réévaluée. - Article 33 de la méthodologie : conformément à l'objectif de stabilité et de prévisibilité de la régulation inscrit à l'article 4, § 1^{er}, du décret tarifaire, le pourcentage de rendement autorisé n'est pas susceptible d'une révision <i>ex post</i>, sauf en cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de la volonté des gestionnaires de réseau de distribution susceptibles d'avoir un impact significatif sur leur situation financière (article 15, § 3, du décret tarifaire et 54, 3°, de la méthodologie). Ce taux garanti pour une période de cinq ans (2019-2023), ce qui est donc comparable à un taux fixe qui permet d'envisager de manière certaine le coût d'un emprunt ou la rentabilité d'un investissement, ainsi que l'utilisation de pratiques fortement répandues telles que le 'revenue cap' et le 'Coût Moyen Pondéré du Capital' permettent au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une sécurité raisonnable.

		- L'absence de révision <i>ex post</i> des budgets des coûts soumis au facteur X sur la base de l'inflation réelle : dans un souci de prévisibilité ainsi que de stabilité et dans la logique de la méthodologie tarifaire « revenue cap » dont l'un des avantages est de laisser plus d'autonomie de gestion aux GRD, aucune révision <i>ex post</i> des budgets des coûts soumis au facteur X sur la base de l'inflation réelle n'est prévue. En effet, un tel mécanisme de révision, s'il était prévu, introduirait un « risque » pour le GRD de voir ses efforts de réduction des coûts soumis au facteur X réduits dans le cas où l'inflation réelle serait inférieure à l'inflation prévisionnelle.
Art. 4, § 1 ^{er}	Cohérence par rapport aux décisions prises au cours des périodes réglementaires antérieures en matière de valeur des actifs régulés.	Visée par l'article 30 de la méthodologie : cette disposition prévoit que la réévaluation de la base d'actifs régulés est interdite, aussi bien à la hausse qu'à la baisse.
Art. 4, § 2, 1°	Exhaustivité et transparence de la méthodologie, de manière à permettre aux gestionnaires de réseau de distribution d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base.	Les principes d'exhaustivité et de transparence sont atteints à travers la méthodologie dans son ensemble. Celle-ci est en effet particulièrement détaillée par rapport aux méthodologies précédentes (la méthodologie 2015-2016, sur laquelle la méthodologie 2017 est basée, contenait 34 articles, contre 155 dans la présente méthodologie), lesquelles étaient déjà soumises aux principes d'exhaustivité et de transparence (article 12<i>bis</i>, § 5, 1°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité) et n'empêchaient déjà pas les GRD d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base. Selon la CWaPE, l'exigence d'exhaustivité et de transparence ne peut être comprise comme lui imposant de régler jusque dans les moindres détails le contenu des propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution de telle sorte que ceux-ci n'auraient plus qu'à fournir des chiffres pour que l'ensemble des tarifs soient automatiquement fixés par l'application de formules mathématiques prévues par la CWaPE, sans aucune marge d'appréciation possible (que ce soit pour le gestionnaire de réseau ou pour la CWaPE). Une telle manière de procéder reviendrait en réalité pour la CWaPE à s'investir de la compétence de fixer unilatéralement les tarifs, ce qui serait contraire au décret du 19 janvier 2017 qui se limite à lui permettre de fixer la méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs établis par les gestionnaires de réseau sur la base de cette méthodologie (l'article 37.1, a), de la directive 2009/72/CE distingue d'ailleurs bien les compétences d'approbation et de fixation des tarifs de distribution).

		La CWaPE observe en outre que le fait que, par exemple, les règles d'allocation des coûts aux utilisateurs de réseau ne prennent pas la forme de clés de répartition ou de formules mathématiques figées <i>ex ante</i> mais soient formulées en termes plus généraux (voir, ci-dessus, le commentaire relatif à l'article 3, § 1^{er}, 3°, du décret tarifaire) n'est pas de nature à empêcher les gestionnaires de réseau d'établir leurs propositions tarifaires sur la seule base de la méthodologie. Ces directives, même si elles sont susceptibles de faire l'objet d'une appréciation par la CWaPE, sont en effet suffisamment précises que pour guider le gestionnaire de réseau dans la fixation de ses tarifs. C'est sur la base de ces mêmes critères exhaustifs et annoncés de manière transparente que, le cas échéant, le CWaPE refusera d'approuver les tarifs proposés par les gestionnaires de réseau. La CWaPE constate d'ailleurs que, à l'article 11, § 3, du décret tarifaire, le législateur permet expressément à la CWaPE de demander aux gestionnaires de réseau de distribution, en cours de procédure d'approbation des tarifs, de modifier ceux-ci pour faire en sorte qu'ils soient proportionnés et non discriminatoires, ce qui confirme que la notion d'exhaustivité n'équivaut pas une absence de pouvoir d'appréciation dans le chef de la CWaPE. Le respect de ces principes d'exhaustivité et de transparence est, notamment, plus particulièrement illustré à travers les dispositions suivantes de la méthodologie : - l'article 3 : définitions des principales notions utilisées dans la méthodologie tarifaire. Les notions non définies doivent naturellement être entendues dans leur sens courant. - l'article 8 : critères que les principaux éléments de coûts devront respecter pour être qualifiés de raisonnables et incorporés dans le revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution (voir, ci-dessous, le commentaire relatif à l'article 4, § 2, 1°, du décret tarifaire). - l'article 12 : liste exhaustive des charges et produits opérationnels considérés comme non contrôlables. - le chapitre 2 du titre II : détermination de l'ensemble des règles et formules de détermination du revenu autorisé.
--	--	---

Art. 4, § 2, 1°	Transparence et caractère non discriminatoire des éventuels critères de rejet de certains coûts.	Visés par l'article 8 de la méthodologie : afin de se conformer à l'exigence de transparence et de non-discrimination des critères de rejet des coûts inscrite à l'article 4, § 2, 1°, du décret tarifaire, la CWaPE précise, de manière exhaustive, les critères que les principaux éléments de coûts devront respecter pour être qualifiés de raisonnables et incorporés dans le revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution. Ces critères permettent d'exclure du revenu autorisé les éléments de coûts qu'un gestionnaire de réseau normalement prudent, diligent et efficace n'exposerait pas dans la gestion de son réseau. Ainsi, le premier critère de raisonnabilité des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution, à savoir « <i>Etre nécessaire à l'exécution des obligations du gestionnaires de réseau imposées par ou en vertu du décret électricité et du décret gaz, ou à la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau conformément aux standards d'un gestionnaire de réseau prudent et diligent, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation des installations, à un coût raisonnable</i> », permet de garantir que seront seuls répercutés sur les URD, les éléments de coûts nécessaires aux activités régulées des gestionnaires de réseau de distribution ou à l'exécution de leurs obligations imposées par le législateur. Le deuxième critère de raisonnabilité, à savoir « <i>Respecter les principes définis par la présente méthodologie</i> », rappelle, quant à lui, que les éléments de coûts entrant dans le revenu autorisé doivent respecter la méthodologie dans son ensemble. Le troisième critère de raisonnabilité, à savoir « <i>Etre justifié par rapport à l'intérêt général</i> », s'identifie en grande partie au premier critère, les coûts nécessaires en vue d'assurer la sécurité et la continuité d'approvisionnement des utilisateurs de réseaux, etc., devant en principe être considérés comme conformes à l'intérêt général. Les exigences de l'intérêt général étant, par nature, fluctuantes en fonction des circonstances de l'espèce et de l'évolution du contexte sociétal, politique, législatif, économique, etc., la CWaPE ne souhaite toutefois pas garantir <i>a priori</i> la conformité à l'intérêt général des coûts remplissant le premier critère, au risque de ne plus pouvoir adapter ultérieurement ses décisions à ce que sera devenu l'intérêt général au moment où elle devra exercer son pouvoir d'appréciation. C'est toutefois avec une grande prudence que la CWaPE envisagera l'opportunité de considérer qu'un coût qui répondrait au
------------------------	---	---

		premier critère ne serait pas conforme à l'intérêt général. Le quatrième critère de raisonabilité, à savoir « <i>Ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau notamment ne pas découler d'un risque ou d'un événement connu, ou susceptible d'être connu, du gestionnaire de réseau non géré ou anticipé</i> », permet d'éviter que les gestionnaires de réseau de distribution ne reportent sur les URD des charges qui auraient pu être légitimement évitées. Le cinquième critère de raisonabilité, à savoir « <i>lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues</i> », vise à permettre à la CWaPE d'apprécier le caractère raisonnable des coûts des gestionnaires de réseau de distribution en comparant ceux-ci, lorsque la comparaison est envisageable, avec ceux d'un autre gestionnaire de réseau ou d'une entreprise ayant des activités similaire. Ce critère, tel qu'il est formulé, vient confirmer le principe tarifaire visé à l'article 4, § 2, 15°, du décret tarifaire du 19 janvier 2017 qui précise que : « <i>toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisé entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues</i> » et que « <i>toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers</i> ». Ce critère ne pourra donc pas être systématiquement appliqué par la CWaPE. Le sixième critère de raisonabilité, à savoir « <i>Etre en ligne avec le prix de marché ou, à tout le moins, être économiquement justifié pour l'utilisateur de réseau de distribution par rapport à des alternatives valables</i> », a pour objectif d'inciter les gestionnaires de réseau à mettre tout en œuvre pour réaliser leurs achats au prix du marché. La CWaPE rappelle que, pour les gestionnaires de réseau de distribution soumis à la législation sur les marchés publics, le principe tarifaire visé à l'article 4, § 2, 13°, du décret tarifaire précise que : « <i>les achats de biens et de services réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics sont réputés réalisés aux prix de marché, sous réserve, le cas échéant, du pouvoir d'appréciation de la CWaPE qui se basera notamment sur les meilleures pratiques observées en la matière au niveau européen</i> ». Les gestionnaires de réseau de distribution pourront donc se fonder, entre autres, sur les prix obtenus dans le cadre de marchés publics pour justifier la conformité au prix du
--	--	---

		marché. Concernant la seconde exigence contenue dans ce sixième critère de raisonabilité, à savoir « être économiquement justifié pour l'utilisateur de réseau de distribution par rapport à des alternatives valables », celle-ci a pour objectif d'inciter le gestionnaire de réseau à ne pas se limiter à suivre les prix du marché et à également vérifier si les solutions pour lesquelles il opte sont bien économiquement justifiées par rapport à des alternatives valables (par exemple, opportunité d'un achat à la place d'une location). Cette exigence vient en réalité confirmer et préciser le premier critère de raisonabilité selon lequel les coûts exposés doivent être nécessaires et, par conséquent, notamment ne pas pouvoir être évités par le recours à une alternative valable. Le septième critère de raisonabilité, à savoir « Ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts historiques », renvoie à l'obligation du gestionnaire de réseau de distribution de pouvoir justifier, à la demande, une variation quant à l'évolution d'un de ses éléments de coûts. Toutefois, ce critère pourrait s'avérer non pertinent pour des coûts ne présentant pas d'historique chez le gestionnaire de réseau de distribution, comme, à titre d'exemple, certains coûts de transformation. Les gestionnaires de réseau ne devront pas, d'initiative, systématiquement justifier tous leurs coûts au regard de ces critères cumulatifs. Ce n'est qu'à la demande expresse de la CWaPE, lors de contrôles, que les gestionnaires de réseau seront tenus d'apporter des justifications circonstanciées en la matière. Afin d'inciter les gestionnaires de réseau à un maximum de proactivité et de transparence en cas de questions de la CWaPE concernant le respect de ces critères, il est prévu qu'en l'absence d'informations suffisantes pour que la CWaPE puisse se prononcer en pleine connaissance de cause, les éléments non suffisamment justifiés ne pourront être pris en compte dans le calcul du revenu autorisé.
Art. 4, § 2, 2°	Elle permet, de manière raisonnable, aux GRD, de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts.	Voir commentaires de l'Art. 4, § 2, 17° ci-après concernant l'incitant à l'efficacité de la méthodologie tarifaire, instauré en prenant en compte la nécessité pour le GRD de financer ses missions.

Art. 4, § 2, 3°	Elle détermine la durée de la période réglementaire avec un objectif de stabilité.	Visée par l'article 2 de la méthodologie.
Art. 4, § 2, 4°	Elle permet le développement équilibré des réseaux de distribution, conformément aux plans d'adaptation et d'investissement des GRD tels qu'approuvés par la CWaPE.	Visé par l'article 26, § 2, de la méthodologie : la proposition de revenu autorisé doit reprendre les investissements de réseau repris dans les derniers plans d'adaptation en électricité et d'investissement en gaz transmis par le gestionnaire de réseau de distribution et approuvés par la CWaPE. Ces plans d'adaptation et d'investissement, même si validés par la CWaPE, doivent toutefois être élaborés en étroite relation avec les moyens financiers dont disposent les gestionnaires de réseau de distribution au travers des principes de la méthodologie tarifaire.
Art. 4, § 2, 6°	Elle veille à la contribution transparente et équitable des clients finals, pour ce qui concerne l'utilisation des réseaux, aux frais d'utilisation de ce dernier ainsi qu'aux taxes, surcharges et autres frais régulés.	La contribution des clients finals aux frais d'utilisation du réseau de distribution, ainsi qu'aux taxes, surcharges et autres frais régulés, est basée sur l'application des tarifs de distribution et de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, lesquels varient en fonction du niveau de tension (électricité) ou de la catégorie tarifaire (gaz) et doivent notamment, conformément à l'article 5, § 2, de la méthodologie, assurer la réflectivité des coûts liés à ces différents niveaux de tension et catégories tarifaires. Ces tarifs sont publiés sur le site Internet de la CWaPE, ainsi que sur les sites des différents GRD. L'article 60 de la méthodologie tarifaire stipule que ces tarifs s'appliquent à tout utilisateur de réseau, sans aucune exception. La méthodologie tarifaire assure donc bien une contribution transparente et équitable de l'ensemble des clients finals. Comparativement aux méthodologies tarifaires précédentes, la CWaPE a plus particulièrement renforcé le caractère transparent et équitable des grilles tarifaires, et par conséquent, celui de la contribution des utilisateurs de réseau qui en découle, de la manière décrite ci-dessous. Dans la section 3.1.2.6. du rapport de consultation, repris à l'annexe 12 de la méthodologie tarifaire, la CWaPE annonce sa décision de mettre fin aux « prix plafond » pratiqués par certains GRD. Plus loin dans cette même section, la CWaPE fait également part de son souhait de voir disparaître le coefficient de dégressivité appliqué par les différents secteurs d'ORES Assets. Ces décisions seront concrétisées lors de l'approbation, par la CWaPE, des tarifs proposés par les gestionnaires de réseau de distribution.

		Dans le même sens, une contribution équitable des prosumers est instaurée à l'article 64, § 2, b), de la méthodologie. Il ressort en effet clairement des travaux parlementaires relatifs à l'article 4, § 2, 6°, du décret tarifaire que cette disposition vise principalement la mise en place, par la CWaPE, d'une contribution des prosumers aux frais d'utilisation du réseau : - « Afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs wallons et éviter de réduire l'assiette de répercussion des coûts des GRD, le principe d'une contribution de l'ensemble des utilisateurs du réseau est instauré. Ce principe et sa mise en œuvre par le régulateur s'apprécient au regard de la jurisprudence et de la politique tarifaire du régulateur » (Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, commentaire des articles, Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576-1, p. 7). - « Pour ce qui est du tarif prosumers et du terme fixe dans les tarifs, le présent projet de décret prévoit une contribution équitable des utilisateurs du réseau. Il ne s'agit donc pas de mettre en place une redevance ou une taxe particulière. D'ailleurs, en vertu de l'indépendance de la CWaPE garantie par l'Union européenne, ce n'est pas au Gouvernement de décider si une telle redevance devrait être mise en place. Mais le principe énoncé dans le texte du projet de décret permettra à la CWaPE de prendre des mesures pour assurer une participation de l'ensemble des utilisateurs aux frais d'utilisation du réseau – y compris les taxes, surcharges et autres frais régulés. Si la décision finale revient donc à la CWaPE, il est donc possible que cette dernière décide de faire contribuer les prosumers. M. le Ministre estime qu'une telle contribution ne freinerait pas le développement du photovoltaïque en Wallonie et ne constituerait pas retour sur les engagements du Gouvernement puisque la méthode de calcul des primes QualiWatt tient déjà compte d'une telle contribution de la part des prosumers. De même, le rendement des installations bénéficiant du régime SolWatt ne sera pas remis en cause, même s'il sera légèrement moins élevé. Le taux interne de rentabilité (TRI) des installations calculé par la CWaPE – en tenant compte de l'application variable des certificats verts, des changements de taux de TVA, et cetera – peut être de 31%. À l'inverse, selon la CWaPE, seules 300 installations seraient concernées par un TRI inférieur à 7%.
--	--	--

		<i>Dans la mesure où 1 372 900 Wallons ne possèdent pas de panneaux photovoltaïques et ne peuvent en installer – étant locataires, habitant un immeuble ou possédant un logement mal orienté –, il serait injuste qu’eux seuls supportent les coûts du réseau. Une telle situation pourrait créer, en outre, une aversion pour les mesures d’aides du Gouvernement pour les installations photovoltaïques. L’instauration d’un terme fixe dans les tarifs d’électricité pourrait donc constituer un compromis intéressant, auquel l’ASBL TPCV, qui représente les propriétaires de panneaux photovoltaïques, ne s’est pas fondamentalement opposé. De même, cette idée a été soutenue par les GRD, car elle permettrait une intégration des prosumers et des microréseaux dans le réseau. Le présent projet de décret a donc été rédigé de manière à permettre à la CWaPE de prendre une décision allant dans le sens d’un tarif en partie capacitaire, conservant dès lors également une flexibilité liée à la consommation réelle » (Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d’électricité, rapport présenté au nom de la Commission des pouvoirs locaux, du logement et de l’énergie, exposé du Ministre Furlan, Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576-3, p. 4).</i> Pour rappel, cette volonté d’assurer une contribution équitable et transparente de l’ensemble des clients finals pour l’utilisation du réseau s’explique par le fait que l’on observe, depuis plusieurs années, une multiplication des consommateurs-producteurs (prosumers) qui bénéficient de la compensation (dont le compteur tourne à l’envers), ce qui entraîne une diminution des kWh contributifs aux coûts du réseau de distribution d’électricité. Cette diminution de la contribution n’étant pas accompagnée d’une diminution des coûts de réseau (le réseau n’étant pas moins sollicité pour autant), celle-ci conduit automatiquement à un renchérissement des tarifs de distribution pour les consommateurs ne possédant pas d’unité de production décentralisée. A travers la méthodologie tarifaire transitoire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d’électricité actifs en Wallonie pour la période 2015-2016, la CWaPE avait déjà souhaité instaurer une tarification équitable pour l’ensemble des consommateurs, en ce compris les prosumers, basée sur la quantité d’électricité réellement prélevée sur le réseau de distribution (soit, les prélèvements bruts), plutôt que sur la quantité d’électricité consommée telle que mesurée par le compteur (soit, les prélèvements nets, à savoir les prélèvements bruts
--	--	--

	diminués des kWh injectés sur le réseau). La CWaPE estimait en effet que des tarifs d'électricité basés sur les prélèvements bruts seraient plus équitables et conduiraient à une répartition plus juste des coûts du réseau. Il paraît effectivement plus logique d'appliquer le tarif de distribution à tous les kWh prélevés sur le réseau, et pas seulement à ceux mesurés par le compteur, de façon à retrouver une « base contributive » correspondant à l'ensemble des kWh réellement prélevés sur le réseau, même si une partie de ces kWh a été produite localement. Cette tarification équitable avait toutefois été annulée par la Cour d'appel de Liège, dans un arrêt du 30 juin 2015 (R.G. n° 2014/RG/1419), au motif que celle-ci avait pour effet de limiter la compensation dont bénéficiaient les prosumers en vertu de dispositions spécifiques de nature réglementaire, à une compensation sur la seule composante électricité. Cet arrêt fait actuellement l'objet d'un pourvoi (introduit par la CWaPE), toujours pendant, devant la Cour de cassation. Nonobstant cet arrêt de la Cour d'appel de Liège, la CWaPE prévoit à nouveau, dans la présente méthodologie tarifaire, un tarif spécifique visant à faire contribuer équitablement les prosumers aux coûts du réseau de distribution. Indépendamment des critiques émises, devant la Cour de cassation, à l'encontre de cet arrêt de la Cour d'appel de Liège, la CWaPE observe en effet que, depuis 2015, le contexte législatif a évolué et que l'obstacle juridique à l'application d'une tarification équitable aux prosumers, constaté par la Cour d'appel de Liège en 2015, a désormais disparu. Certes, l'application d'un tarif de distribution aux prosumers aura toujours inévitablement un impact sur l'ampleur de la compensation dont ceux-ci bénéficient en vertu de dispositions réglementaires wallonnes. Cet impact négatif n'est toutefois plus susceptible d'être remis en question au motif qu'il violerait les dispositions réglementaires prévoyant la compensation puisqu'il découle désormais d'une disposition hiérarchiquement supérieure à ces dispositions réglementaires, à savoir l'article 4, § 2, 6°, du décret du 19 janvier 2017, qui consacre le principe d'une contribution équitable de l'ensemble des clients finals aux coûts du réseau. C'est à l'article 64, § 2, b), de la méthodologie, que la CWaPE prévoit la fixation, par les gestionnaires de réseau de distribution, d'un tarif de prélèvement spécifique pour les prosumers. Il s'agit d'un tarif capacitaire, variant en fonction de la puissance nette développable de leur installation de production.
--	---

		Afin de garantir que la contribution des prosumers aux frais d'utilisation du réseau soit équitable par rapport aux autres utilisateurs du réseau basse tension, l'article 64 impose aux gestionnaires de réseau d'établir le tarif capacitaire applicable aux prosumers de manière à ce qu'il génère, sur une base annuelle, un coût similaire, dans le chef du prosumer, aux coûts qui seraient générés si les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sur le réseau de basse tension étaient appliqués aux volumes prélevés du réseau correspondant aux volumes produits par l'installation de production et non autoconsommés simultanément par le prosumer. Bon nombre de prosumers n'étant pas encore équipés de compteurs permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection (et par conséquent les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau), la CWaPE part en effet du principe que les installations de production sont calibrées pour couvrir les besoins du prosumer en consommation et que le prosumer prélève donc sur le réseau l'équivalent des volumes d'électricité qu'il produit mais qu'il n'autoconsomme pas simultanément. Pour les mêmes motifs liés à l'absence, la plupart du temps, de compteurs enregistrant séparément le prélèvement de l'injection sur le réseau, la CWaPE a en outre opté pour la fixation d'un pourcentage d'autoconsommation (sur base quart-horaire) forfaitaire de 37,76%, identique pour chaque prosumer et d'une production forfaitaire de 910kWh par kWe installé. La justification des valeurs de ces paramètres est reprise au Titre III, section 2 du rapport de consultation Toujours dans un souci d'une contribution la plus équitable possible, afin de ne pas léser le prosumer dont le profil s'écarterait des paramètres forfaitaires proposés par la CWaPE (pourcentage d'autoconsommation de 37,76% et production de 910 kWh par kWe), il est toutefois, dans le même temps, prévu que les prosumers peuvent, pour autant qu'ils disposent d'un compteur réseau permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau, ne pas être soumis à ce tarif de prélèvement capacitaire. Dans ce cas, la tarification de réseau (distribution et transport) du prosumer est identique à celle des autres utilisateurs de réseau (raccordés au même niveau de tension). Le prosumer dispose ainsi, le cas échéant, de la possibilité d'obtenir une tarification mieux calibrée par rapport à son niveau d'autoconsommation réel et à la production électrique réelle de son installation, en faisant installer un compteur réseau permettant d'enregistrer les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau. La CWaPE insiste sur le caractère volontaire de cette tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts. Ainsi, un prosumer déjà équipé d'un compteur mesurant
--	--	---

	séparément le prélèvement de l'injection se verra tout de même appliquer, par défaut, le tarif prosumer capacitaire, basé sur des paramètres établis de manière forfaitaire par la CWaPE. S'il souhaite basculer vers une tarification sur base de ses prélèvements bruts, il devra manifester ce souhait de manière explicite auprès de son gestionnaire de réseau de distribution. Par ailleurs, la CWaPE n'envisage pas la mise en œuvre du tarif prosumer capacitaire sans que son alternative, c'est-à-dire la tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, ne soit possible pour l'ensemble des prosumers. Au vu des réactions des GRD ORES et RESA quant à la disponibilité des compteurs communicants (dits « smart »), la CWaPE reporte d'une année, c'est-à-dire en 2020, l'entrée en vigueur du tarif prosumer de manière à ce que l'ensemble des GRD puisse traiter les demandes de placement de ce type de compteur par les prosumers. Bien qu'il ne soit pas indispensable qu'un prosumer soit équipé d'un compteur communiquant pour bénéficier de la tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, le déploiement inéluctable de ce type de compteurs dans les années à venir rendrait absurde la pose d'un compteur double flux traditionnel chez un prosumer, qui de surcroît est une solution technique qui n'existe pas encore chez certains GRD. Le tarif lié à la demande d'un utilisateur de réseau de placer chez lui un compteur permettant de mesurer séparément le prélèvement et l'injection ne doit pas constituer un frein à la démarche initiée par ce dernier d'opter pour une tarification de réseau basée sur ses prélèvements bruts, laquelle a pour objectif d'inciter les prosumers à autoconsommer d'avantage. La CWaPE veillera donc, lors de l'approbation des tarifs non-périodiques, à ce que le montant associé à ce tarif soit raisonnable et représente tout au plus les coûts liés au caractère individuel de la demande en comparaison à un déploiement collectif par zone pour ce type de compteur intelligent. Dans le même temps, dans un objectif d'incitation de l'ensemble des prosumers à élever leur pourcentage d'autoconsommation au-delà de 37,76 %, la CWaPE prévoit une garantie, pour les prosumers qui opteraient pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, de ne pas payer un montant plus élevé, globalement pour la distribution et le transport, que celui qu'ils paieraient en cas d'application du tarif capacitaire spécifique aux prosumers prévu à l'article 64, § 2, b), de la méthodologie, combiné aux tarifs de distribution et de transport basés sur leurs prélèvements nets. Cette garantie permettra ainsi d'encourager les prosumers à opter pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts (qui incitent à l'autoconsommation simultanée), en évitant à ceux-ci le risque de payer plus qu'avec le tarif
--	---

		capacitaire et les prélèvements nets, dans l'hypothèse où leur autoconsommation serait finalement inférieure à 37,76 %. Enfin, toujours concernant le principe du caractère équitable de la contribution des utilisateurs de réseau consacré à l'article 4, § 2, 6°, du décret tarifaire, la CWaPE précise d'ores et déjà que l'article 21 du même décret sera également appliqué conformément à ce principe. Pour rappel, l'article 21 du décret prévoit la possibilité pour la CWaPE d'adopter, pour une durée limitée dans le temps, des règles de marché et des règles tarifaires spécifiques pour des zones géographiques ou électriques délimitées, développées spécifiquement pour la réalisation de projets pilotes innovants et en particulier pour le développement de solutions à la problématique de connexion des productions décentralisées aux réseaux de distribution. La contribution des utilisateurs de réseau qui sera générée par l'application de tarifs de prélèvement pour les projets innovants devra donc également refléter l'utilisation faite par ces URD du réseau de distribution.. Bien que la grille actuellement prévue par défaut pour les projets innovants ne comporte qu'un seul tarif, celui pour l'utilisation du réseau de distribution (voir articles 69 à 73 de la méthodologie), cela ne signifie donc pas que, <i>de facto</i>, l'application de tarifs au sens de l'article 21 constituera une exonération des tarifs pour les obligations de service public, pour les surcharges et pour les soldes régulatoires. Ceci est explicité au point 3.1.2.8. du rapport de consultation.
Art. 4, § 2, 8°	Une rémunération équitable : - permettant au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures ; - assurant aux associés ayant investi : - un taux de rendement stable ; - un taux de rendement suffisant afin que les GRD puissent faire face à ses obligations sur le long terme ;	Conformément à ce que requiert l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire, la marge bénéficiaire équitable, telle qu'elle est prévue dans la méthodologie, constitue une rémunération équitable : - <u>permettant au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures</u> : *La rémunération juste des capitaux investis reste un objectif important de la régulation tarifaire en Wallonie et ce, afin de permettre aux gestionnaires de réseau de distribution de financer leurs activités régulées de manière stable, prévisible et efficiente, en tenant compte d'objectifs à long terme. A l'occasion de l'instauration du cadre réglementaire pour la période 2019-2023, la CWaPE a souhaité revoir la formule et les paramètres liés à la rémunération des capitaux investis afin de définir une marge équitable qui corresponde au mieux à la

	- répondant aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable ; - dont les paramètres sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes.	rentabilité attendue par les investisseurs et créanciers dans les actifs régulés des gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité. La rémunération des entreprises régulées actives dans le secteur de la distribution d'énergie est soumise à deux contraintes, à savoir: - D'une part une marge équitable suffisante, basée sur un taux de rendement défini par le régulateur, qui doit permettre à l'opérateur de réseau de générer suffisamment de bénéfice et de trésorerie pour continuer à investir dans ses actifs régulés et ce, en vue d'assurer l'efficacité et la fiabilité des réseaux ; - D'autre part, une marge équitable raisonnable puisque l'impact de celui-ci influe directement sur la facture de l'utilisateur de réseau. Le but poursuivi par la CWaPE au travers de sa méthodologie tarifaire 2019-2023 est de déterminer une rémunération se rapportant aux actifs investis dans le réseau de distribution (actifs régulés), qualifiée de « juste » au regard des gestionnaires de réseau et des utilisateurs du réseau, au moyen de la formule du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) qui est largement répandue dans la régulation de la distribution d'énergie en Europe et dont les paramètres ont été définis de manière comparable aux pratiques observées dans les pays européens, conformément à l'article 4, § 2, 8° du décret tarifaire. Conformément à l'article 4, § 2, 8° du décret tarifaire, le taux de rémunération ainsi obtenu a été mis en parallèle avec les attentes du marché actuelles pour des activités présentant un profil de risque comparable, et, il permet donc au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et, d'assurer l'accès aux différentes sources de financement. Personne, la CWaPE incluse, ne peut anticiper les attentes futures du marché, qui, par définition sont inconnues. La CWaPE mitige cependant le risque d'inadéquation des paramètres actuels par d'une part, l'utilisation d'un horizon de temps étendu dans le passé pour fixer ses paramètres (116 ans pour la prime de risque, 10 ans pour les obligations d'Etat, la totalité historique du portefeuille des emprunts des GRD...) et, d'autre part, par des paramètres définis de manière prudente, objective et circonstanciée (par exemple : non prise en compte des taux d'intérêts négatifs, exclusion pour la détermination du β des fonds propres des sociétés présentant les equity β les plus faibles,...).
--	---	--

		- assurant aux associés ayant investi : - <u>un taux de rendement stable</u> : conformément à l'objectif de stabilité et de prévisibilité de la régulation inscrit à l'article 4, § 1^{er} et § 2, 8°, du décret tarifaire, le pourcentage de rendement autorisé n'est pas susceptible d'une révision <i>ex post</i>, sauf en cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de la volonté des gestionnaires de réseau de distribution susceptibles d'avoir un impact significatif sur leur situation financière (article 15, § 3, du décret tarifaire et 54, 3°, de la méthodologie)). Ce taux garanti pour une période de cinq ans (2019-2023), ce qui est donc comparable à un taux fixe qui permet de fixer de manière certaine le coût d'un emprunt ou la rentabilité d'un investissement, permet au marché financier d'évaluer les gestionnaires de réseau de distribution avec une sécurité raisonnable. - <u>un taux de rendement suffisant afin que les GRD puissent faire face à ses obligations sur le long terme</u> : La CWaPE mitige le risque d'inadéquation des paramètres actuels par d'une part, l'utilisation d'un horizon de temps étendu dans le passé pour fixer ses paramètres (116 ans pour la prime de risque, 10 ans pour les obligations d'Etat, la totalité historique du portefeuille des emprunts des GRD...) et, d'autre part, par des paramètres définis de manière prudente, objective et circonstanciée (par exemple : non prise en compte des taux d'intérêts négatifs, exclusion pour la détermination du β des fonds propres des sociétés présentant les equity β les plus faibles,...). La suffisance du taux de rendement a été analysée avec les attentes du marché comme développé ci-dessous. - <u>répondant aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable</u> : en ce qui concerne la suffisance et l'attractivité de cette rémunération, l'activité des gestionnaires de réseau peut présenter certains risques (transition énergétique, digitalisation de la société, nouveaux modèles de régulation,...), qui sont du point de vue des marchés estimés comme relativement faibles.
--	--	--

		Ainsi, l'agence de notation Moody's motive notamment sa décision de notation de RESA de la manière suivante : « Les notations A2 de RESA prennent en considération (1) le profil faiblement risqué de l'activité régulée du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne avec, à l'appui, un cadre réglementaire relativement transparent et favorable »³. De même, en commission énergie du 12 juin 2017 : 1. Mr Desama (Président d'Intermixt) indiquait : « <i>Ce qu'il faut savoir, c'est que nous sommes dans un secteur monopolistique régulé. Cela veut dire que le risque n'est pas nul, mais il est extrêmement faible en termes commerciaux...</i> »⁴ ; 2. Mr Grifnée (Administrateur délégué d'ORES) indiquait : « <i>Ces sociétés-là regardent les sociétés de gestion de réseau. Pourquoi ? Parce que le risque est très limité</i> »⁵. Enfin, jusqu'à présent, tous les défis auxquels les gestionnaires de réseau de distribution ont dû faire face ont quasiment été entièrement couverts par les tarifs. En d'autres mots, ce sont les utilisateurs de réseau qui supportaient le risque d'investissement de remplacement, d'extension et de transition énergétique du réseau de distribution. De plus, le gestionnaire de réseau de distribution dégagait des résultats supplémentaires (via sa marge bénéficiaire et ses amortissements). Cette méthode dite 'cost +' aurait dû permettre au gestionnaire de réseau d'anticiper la future transition énergétique en investissant prioritairement dans le réseau et en mettant, par exemple, en réserve une partie de ces revenus complémentaires. L'évolution vers une approche de type 'revenue cap', plus incitative pour les gestionnaires de réseau, pourrait avoir une faible légère incidence sur le profil de risque. Néanmoins, le projet de méthodologie tarifaire propose également toute une série de balises qui permettront de rencontrer les critères de rating lié à un risque faible (cadre réglementaire transparent et stable pour une période de 5 ans, couverture des
--	--	---

³ Moody's Investor service – Rating Action : Décision de notation : Moody's attribue à RESA la notation définitive A2 assortie d'une perspective stable. Global Credit Research – 27 sep 2016 (https://www.moody.com/research/Dcision-de-notation-Moodys-attribue-RESA-la-notation-dfnitive-A2--PR_355626).

⁴ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 9.

⁵ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 20.

		coûts par les tarifs...) et de prendre en compte les nouvelles missions des GRD ainsi que les projets spécifiques (voir Titre II Revenu Autorisé – revenu autorisé initial et Titre II Revenu Autorisé – projets spécifiques). A titre d'exemples récents, on peut noter que : 1. RESA (Moody's A2) a placé avec succès un emprunt obligataire de 500.000.000 euros en juillet 2016 à des taux compris entre 1 % et 1,95 %: « Les Obligations ont été placées auprès d'investisseurs professionnels de haute qualité en Europe. Les investisseurs ont manifesté un intérêt prononcé à RESA conduisant à un carnet d'ordres de plus de 1,5 milliards d'euros pour la tranche venant à échéance en 2026. Les Obligations 2026 auront un taux d'intérêt de 1,00 % par an, les Obligations 2031 auront un taux d'intérêt de 1,65 % par an et les Obligations 2036 auront un taux d'intérêt de 1,95 % par an »⁶. 2. Le vendredi 31 mars 2017, Elia System Operator SA (BBB+ S&P), le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, a émis un emprunt obligataire de 250 millions € sur 10 ans dans le cadre de son programme EMTN (*) de 3 milliards €. La date prévue pour le règlement de l'émission d'obligations est le 7 avril 2017. Cette transaction a attiré 42 investisseurs de 13 pays et souligne une fois de plus la qualité et l'attrait d'Elia sur les marchés obligataires. Le rendement de la transaction a été fixée à +70 points de base au-dessus du taux mid-swap de 10 ans, soit un coupon de 1,375%. Les revenus de l'émission serviront aux activités générales de l'entreprise. Les obligations seront cotées sur Euronext Bruxelles⁷. 3. Eandis (Moody's A3) sollicite l'épargnant. Le gestionnaire de réseau de gaz et d'électricité Eandis souhaite lever entre 150 et 200 millions d'euros via un
--	--	---

⁶ <http://www.resa.be/wp-content/uploads/2016/06/Communiqu%C3%A9-de-Presse-Resa-Pricing-FR.pdf>.

⁷ <http://www.elia.be/~media/files/Elia/PressReleases/2017/20170403-communique-de-presse-Elia-emission-emprunt-obligataire-de-250-millions.pdf>.

		emprunt obligataire à huit ans. Les obligations sont destinées aux investisseurs particuliers qui peuvent acheter des coupures de 500 euros ; L'obligation offre un coupon de 2% et est émise à 101,875 % du nominal. Le rendement actuariel s'élève à 1,74 % sur la base d'un remboursement à 100 % du nominal à l'échéance, le 23 juin 2025. Le rendement net s'élève à 1,153 % après déduction du précompte⁸. 4. Mr Grifnée, Administrateur délégué d'ORES, supporte l'idée qu'un rendement inférieur à 4% est largement suffisant pour rémunérer les fonds propres : <i>«Connaissez-vous des entreprises de réseau qui délivrent du 7,5 de rendement ? Elia fait 2,15, si je ne m'abuse, dans les 12 derniers mois. Lorsque je vois un rendement de 21 millions pour un investissement de 400 – cinq et quelques pour cent-, mon premier réflexe est de me dire que l'on est dans le bon. A nouveau, je ne valide rien, je n'ai pas à faire cela, mais mon nez, c'est de me dire que c'est typiquement les rendements que la CWaPE donne à un gestionnaire de réseaux de distribution. C'est typiquement les rendements que la CWaPE donne.</i> <i>On a parlé, tout à l'heure, des chinois à Louvain-la- Neuve. Je rencontre parfois des candidats investisseurs. C'est quoi ? Ce sont des assureurs qui ont des liquidités à placer, ce sont des fonds de pension qui ont des liquidités à placer parce qu'elles doivent garantir des rendements à leurs affiliés. Ces sociétés-là regardent les sociétés de gestion de réseau. Pourquoi ? Parce que le risque est très limité. C'est un risque réglementaire. Pour ces sociétés, cela parle, c'est quelque chose d'important. Que me demandent-ils ? J'ai presque peur de le dire. Dominique Offergeld me dira : « C'est un secret, il ne faut pas le raconter ». Ils me demandent aujourd'hui 4 %, un peu moins de 4 % »⁹.</i> Ces taux renforcent donc la conviction de la CWaPE que le taux de rémunération de 4,053 % (après consultation) net, après application de l'impôt des sociétés, dont 5,502 % de rémunération des fonds propres, est attractif pour les investisseurs potentiels et
--	--	---

⁸ L'Echo, 08/06/2017, page 24.

⁹ C.R.A.C N°201 (2016-2017) du 12 juin 2017, Commission du budget, de la fonction publique et de l'énergie – page 20.

		laisse une marge de manœuvre pour les gestionnaires de réseau de distribution qui ne présenteraient pas un profil de risque identique. - <u>dont les paramètres sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes</u> : Conformément à l'article 4, § 2, 8° du décret tarifaire, la CWaPE a adopté une approche très communément répandue en Europe, à savoir le coût moyen pondéré du capital (CMPC). En effet, sur les 22 pays ayant répondu à l'enquête du CEER¹⁰, seuls l'Allemagne, l'Espagne et la Grèce n'utilisent pas le CMPC pour estimer le calcul du rendement des opérateurs de réseau (soit 14 %). En Belgique, la VREG utilise également le CMPC et BRUGEL a fixé le pourcentage de rendement sur base du modèle CAPM (Capital Asset Pricing Model). Le choix opéré par la CWaPE apparaît dès lors évident. Les principales composantes du CMPC sont : - Le taux sans risque ; - La prime de risque du marché - Le facteur β des fonds propres ; - Le coût de la dette ; - Le ratio d'endettement (gearing). Pour le taux sans risque, la CWaPE a opté pour un historique de 10 ans des obligations linéaires de l'Etat Belge avec une maturité 10 ans, soit comme 80 % des régulateurs européens qui ont opté pour les obligations de leur état avec une maturité de 10 ans. Dans tous les cas, les données utilisées sont des moyennes historiques sur une période allant de 6 mois à 10 ans. La CWaPE note néanmoins que 67 % des pays ayant choisi des obligations à 10 ans ont fait le choix de données historiques inférieures ou égales à 5 ans. Initialement, la CWaPE avait opté pour un historique de 5 ans , mais est d'avis d'élargir la période de référence, afin de neutraliser en quelque sorte la conjoncture actuelle de taux bas, pour la porter de 5 ans à 10 ans l'historique de données (du 01/06/2007 au 31/05/2017).
--	--	--

¹⁰ CEER Report on Investment Conditions in European Countries, Ref : C16-IRB-29-03, 24 January 2017

		La CWaPE a opté pour une prime de risque du marché belge à partir de données issues de la publication annuelle 2017 du Crédit Suisse, DMS¹¹ intitulées « Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook ». Approche communément utilisée par les régulateurs, ayant pour avantage d'une part, de donner une référence stable et d'autre part, de tenir compte de l'actualité financière. Par ailleurs, l'utilisation de la zone Europe en lieu et place de la Belgique pourrait se concevoir, mais vu la faible différence entre ces 2 valeurs (4,3 % pour la Belgique et 4,4 % pour l'Europe), la CWaPE a préféré conserver la Belgique comme zone de référence. La CWaPE a également analysé les autres choix possible et, communément utilisé en Europe, pour définir la prime de risque de marché : - Les résultats des enquêtes pour estimer la prime de risque de marché reposent sur un échantillon limité de réponses pour la Belgique (65 en 2017) et relèvent également de la perception des participants à l'enquête. Les données sont donc moins robustes que les données historiques analysées par DMS. Les résultats de l'enquête 2016 montre un taux moyen de 6,4 %, mais avec des valeurs maximales de 8,5 % et minimales de 4,0 %. - Les résultats de l'Implied Equity Risk Premium, où plusieurs modèles de calculs peuvent être utilisés (les modèles basés sur les flux de dividendes futurs, les bénéfices, les cash-flows), et, quelle que soit l'approche utilisée, les variables de base peuvent également varier (taux de croissance des dividendes, indice de référence, traitement des valeurs extrêmes, optimisme des analystes¹²...). Pour prendre en considération les résultats de ces autres moyens mis à la disposition des acteurs de marché pour évaluer la prime de risque de marché, la CWaPE aurait pu retenir la moyenne entre la valeur basse des données disponible (soit 2,2 % [moyenne géométrique DMS pour la Belgique] et la moyenne haute de la fourchette soit 6,4 % [Enquête Fernandez, Pershin and Acin]), soit 4,30 %, c'est-à-dire la même valeur que la publication annuelle 2017 du Crédit Suisse, DMS.
--	--	---

¹¹ DMS : Dimson, Marsh and Staunton, London Business School – Credit Suisse Global Investment Returns

¹² « Selon Han, Manry et Shaw, il convient de noter l'importance des erreurs de prévisions. Sur un total de neuf mille prévisions concernant 1223 sociétés américaines sur la période 1977-1990 (base de données IBES), on comptait 59,8% de prévisions faussement optimistes (37,8% pessimistes), les erreurs moyennes de prévisions représentant près de 28% des BP moyens », Vers une prime de risque unique, Franck Bancel et Franck Ceddaha.

L'estimation du **β des fonds propres** a suivi les meilleures pratiques techniques en la matière. Il s'agit d'une démarche en quatre étapes :

1. Sélection des comparables ;
2. Estimation du beta brut pour les périodes de référence retenues ;
3. Ajustement bayésien (méthode de Blume) ;
4. Obtention de la fourchette de valeurs finales pour le bêta des fonds propres.

La CWaPE propose de se baser sur un échantillon composé des gestionnaires de réseau européens (similaire aux groupes de référence généralement utilisés par les régulateurs européens), corrigé des valeurs les plus basses à savoir, celles de Repower et Fluxys.

Opérateur	Pays	Electricité/gaz
Acsn - Agam	Italie	Gaz
Hera	Italie	Gaz
National Grid	UK	Electricité/Gaz
Snam	Italie	Gaz
Terna	Italie	Electricité
Red Electrica	Espagne	Electricité
Enagas	Espagne	Gaz
Fluxys	Belgique	Gaz
Elia	Belgique	Electricité
REN	Portugal	Electricité/Gaz
Repower	Suisse	Electricité

Notons toutefois que la CWaPE a évolué vers un equity beta en lieu et place de l'asset beta. En effet, la CWaPE ne voulant pas comparer les entreprises entre elles (et vu entre autres la complexité de mettre en œuvre un benchmark tenant compte des spécificités propres à chaque entreprise), l'approche de l'equity beta [β levered] lui paraît plus cohérente. Cette approche est alignée avec :

- un coût moyen pondéré du capital de forme vanilla (càd indépendant des charges fiscales inhérentes aux gestionnaires de réseau de distribution) ;

- un gearing normatif similaire pour tous les gestionnaires de réseau de distribution proposé par la CWaPE.

Par ailleurs, la complexité de la politique fiscale belge (par exemple les intérêts notionnels) ne permet pas de 're-fiscaliser' les Equity Beta désendettés/défiscalisés en appliquant simplement le taux facial de 33,99 %.

Pour le **ratio d'endettement**, la CWaPE est d'avis de fixer le ratio d'endettement sur une base normative à 52,5% , comme étant la moyenne de la fourchette 45% - 60%, établie en tenant compte des bonnes pratiques sur les marchés financiers, selon lesquelles Moody's préconise un ratio de dette nette par rapport à l'actif régulé compris dans une fourchette entre 30% et 60% et ce, pour les rating de type A (à savoir les ratings Aaa, Aa et A) avec une fourchette comprise entre 45% à 60% pour le rating A.

Pays	Gearing (Distribution d'électricité)	Gearing (Distribution de gaz)
Autriche	60%	60%
République Tchèque	45,75%	38,48%
Allemagne	60%	60%
Estonie	50%	50%
Finlande	40%	40%
Royaume Uni	65%	65%
Hongrie	45%	40%
Irlande	55%	35%
Italie	44,40%	37,50%
Lituanie	60%	70%
Luxembourg	50%	50%
Pologne	50%	22,36%
Portugal	55%	50%
Slovénie	60%	60%
Suède	50%	47%
Pays Bas	50%	50%

		Moyenne : 52,51% 48,46% Moyenne (électricité + gaz) : 50,48% Finalement, notons également que la CWaPE a supprimé la prime d'illiquidité qui n'est en aucun cas une composante du CMPC, et, qui n'existe pas ni dans les pays limitrophes, ni en Europe (à l'exception de la Finlande).
Art. 4, § 2, 9°	Les impôts, taxes et contributions de toute nature et les surcharges imposées par les législations et réglementations en vigueur sont répercutées dans les tarifs dans les meilleurs délais.	Visés à l'article 54, § 1 ^{er} : il est prévu que le revenu autorisé et les tarifs qui en découlent peuvent être révisés à la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, en cas de modification de tout impôt, taxe, contribution ou surcharge qui sont imposés au gestionnaire de réseau de distribution.
Art. 4, § 2, 10°	Les coûts nets des OSP imposées par les dispositions fédérales ou régionales non couverts par des surcharges ou droits spécifiques sont intégrés dans les tarifs de manière transparente et non-discriminatoire.	Visés par les articles 41, 42, 43, 44, 45, 46 et 47 de la méthodologie : il ressort de ces dispositions que les coûts nets relatifs aux obligations de service public sont repris dans le revenu autorisé (répercuté ensuite dans les tarifs) en tant que charges nettes opérationnelles contrôlables, avec pour conséquence que l'écart entre le montant budgété et le montant réel de ces charges constituera un « <i>bonus</i> » (si le budget est supérieur à la réalité) ou un « <i>malus</i> » (si le budget est inférieur à la réalité) à l'égard du gestionnaire de réseau. Néanmoins, afin que le gestionnaire de réseau ne supporte pas les conséquences financières liées à la variabilité des prestations des obligations de service public, l'écart entre le montant budgété et le montant réel des charges nettes variables relatives aux obligations de service public correspondant à une variation du nombre de ces prestations constitue un solde régulateur à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. A cet égard, contrairement à ce que considère ORES (voir commentaires d'ORES), l'article 4, § 2, 10°, du décret tarifaire n'impose pas à la CWaPE de qualifier les coûts nets des missions de service public comme des coûts non contrôlables (avec pour conséquence que les gestionnaires de réseau ne pourraient se voir imposer un facteur d'efficacité et que ces coûts ne pourraient, même partiellement, être plafonnés <i>ex ante</i>). Ainsi, si l'article 4, § 2, 10°, du décret tarifaire du 19 janvier 2017 mentionne que les coûts nets des missions de service public imposées par les dispositions fédérales ou régionales non

		couverts par des surcharges ou droits spécifiques sont intégrés dans les tarifs de manière transparente et non discriminatoire, il précise également que la CWaPE dispose de la possibilité d'en contrôler le caractère raisonnable. Les travaux préparatoires ajoutent en outre que <i>« l'intégration dans les tarifs des coûts nets des obligations de service public n'empêche pas le régulateur de vérifier comment le gestionnaire de réseau répercute ces coûts, d'autant que la disposition précise que la CWaPE contrôle le caractère raisonnable de ces coûts »</i>¹³. Cette disposition n'impose dès lors pas au régulateur de considérer les coûts relatifs aux obligations de service public comme non contrôlables ou comme devant, en toute hypothèse, être intégralement répercutés dans les tarifs, ce qui constituerait d'ailleurs une atteinte à l'indépendance du régulateur wallon. Il convient en effet de donner à cette disposition une interprétation conforme à la directive 2009/72/CE, laquelle implique, comme l'a récemment rappelé la Cour constitutionnelle, que le législateur, s'il dispose de la faculté de donner des orientations générales au régulateur, n'est en revanche pas compétent pour <i>« édicter de façon unilatérale le choix d'une qualification déterminée d'un coût préalable à la fixation du tarif à imposer et de sa méthodologie »</i> (voir l'arrêt n° 71/2016 du 25 mai 2016 de la Cour constitutionnelle) ou pour déterminer de manière précise le sort de certains coûts particuliers en matière de tarification. Dans son arrêt n° 71/2016 du 25 mai 2016, la Cour constitutionnelle a ainsi jugé ce qui suit : <i>« B.8. Comme le relève la partie requérante dans son mémoire, la qualification d'un coût comme « gérable » ou « non gérable » a un impact sur le sort de ce coût en matière de tarification.</i> <i>Ainsi, les coûts gérables, qui concernent les coûts sur lesquels les gestionnaires de réseau exercent un contrôle direct, font partie du résultat comptable des gestionnaires de réseau et lui sont imputés. En revanche, les coûts non gérables, qui concernent les coûts sur lesquels les gestionnaires de réseau n'ont pas de contrôle direct, peuvent constituer une créance ou une dette à l'égard des clients et sont transférés aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire de réseau.</i>
--	--	---

¹³ Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, commentaire des articles, Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576-1, p. 8.

		<i>Il en résulte que la qualification d'un coût peut avoir une incidence sur les tarifs appliqués aux consommateurs finaux.</i> <i>B.9.1. Il ressort de la disposition de la directive 2009/72/CE citée en B.6.1 et du commentaire et de la note interprétative cités en B.6.2 et B.7 que l'Union européenne a voulu réaliser l'indépendance fonctionnelle du régulateur national de l'énergie, en l'espèce pour le marché de l'électricité.</i> <i>Cette indépendance lors de l'exercice des missions du régulateur est garantie non seulement vis-à-vis des acteurs du marché, mais aussi vis-à-vis de toutes les autorités.</i> <i>B.9.2. L'exigence d'une indépendance fonctionnelle totale du régulateur national de l'énergie en ce qu'il doit être soustrait à toute influence extérieure est un élément essentiel au regard des objectifs de la directive précitée 2009/72/CE, parmi lesquels la réalisation d'un marché intérieur de l'énergie qui soit compétitif.</i> <i>B.10.1. L'article 35, § 4, b), ii), de la directive 2009/72/CE prévoit qu'en dépit de l'indépendance fonctionnelle de principe du régulateur de l'énergie, les autorités nationales peuvent toujours fixer des « orientations générales » qui, de manière indirecte, leur permettent d'encadrer les décisions du régulateur quant à la politique à suivre.</i> <i>B.10.2. Cependant, donner des « orientations générales » au régulateur n'est compatible que sous certaines conditions avec l'exigence d'une indépendance fonctionnelle totale d'un régulateur de l'énergie, énoncée par la directive 2009/72/CE. Ainsi, l'autorité nationale ne peut pas toucher à des décisions de régulation comme celle consistant à « fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul ».</i> <i>B.10.3. Il découle de ce qui précède que les « orientations générales » ne sont conformes à l'objectif de la directive que si elles incitent seulement le régulateur national de l'énergie à tenir compte des objectifs poursuivis par l'autorité en matière de politique énergétique et de ses intérêts tels que la viabilité, la fiabilité, la durabilité du marché de l'énergie.</i> <i>Il ressort néanmoins de la disposition de la directive précitée que l'autorité ne peut pas édicter de façon unilatérale le choix d'une qualification déterminée d'un coût préalable à la fixation du tarif à imposer et de sa méthodologie, étant donné que celui-ci relève de la compétence exclusive du régulateur indépendant de l'énergie.</i>
--	--	---

		<i>B.11. Le législateur décréte, en ce qu'il dispose, à l'article 14, § 2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, tel qu'il a été inséré par la disposition attaquée, que les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de sa filiale (ou sous-filiale) constituent des coûts non gérables, porte atteinte aux obligations qui lui incombent en vertu de l'article 35, § 4, b), ii), de la directive 2009/72/CE ».</i> Il y a par ailleurs lieu d'observer que le décret tarifaire ne précise pas non plus selon quelles modalités et critères la CWaPE doit contrôler le caractère raisonnable des coûts nets des obligations de service public. La CWaPE est donc parfaitement en droit de qualifier ces coûts comme des coûts contrôlables dont le caractère raisonnable doit être apprécié <i>ex ante</i> et qui sont répercutés dans les tarifs au travers de l'octroi d'une enveloppe budgétaire fermée, calibrée pour couvrir intégralement les coûts considérés comme raisonnables par la CWaPE au moment où ils sont budgétés par le gestionnaire de réseau. Cette possibilité est d'ailleurs confirmée par les travaux préparatoires du décret tarifaire qui précisent que la CWaPE pourra, à l'avenir, se baser sur un autre système que le système dit « Cost Plus » « <i>pour inciter, par exemple, à une amélioration du rapport coût/efficacité de la gestion du réseau</i> »¹⁴. Or, en qualifiant les coûts relatifs aux obligations de service public comme contrôlables, la CWaPE ne fait rien d'autre que d'inciter explicitement les gestionnaires de réseau de distribution à une gestion efficace de leurs missions d'obligations de service public avec pour objectif une optimisation du rapport coût/efficacité. En toute hypothèse, la CWaPE observe que les gestionnaires de réseaux disposent d'une double protection contre les augmentations imprévues des coûts relatifs aux obligations de service public qui ne seraient pas couvertes par les tarifs. D'une part, le projet de texte de méthodologie tarifaire 2019-2023 tient compte, au travers de son projet de texte de méthodologie tarifaire, des demandes formulées expressément par ORES à l'occasion des groupes de travail sur la typologie des coûts qui s'exprimait en ces termes : « <i>Tout effet lié à une variation de volume ou de quantité doit être neutralisé et considéré comme non</i>
--	--	---

¹⁴ Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, commentaire des articles, *Doc.*, Parl. w., 2015-2016, n° 576-1, p. 6.

		<i>contrôlable.</i> ». D'autre part, il est toujours possible pour les gestionnaires de réseau de demander une révision du revenu autorisé budgété <i>ex ante</i> en cas de nouvelles missions et ou d'obligations de service public impactant significativement leur situation financière.
Art. 4, § 2, 11°	L'amortissement de la valeur des actifs régulés procure au GRD une capacité d'autofinancement supplémentaire pour faire face à l'ensemble des investissements nécessaires à la réalisation de ses missions.	Comme évoqué dans son avis sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon présentant le projet de décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, adopté en 1 ^{re} lecture le 24 septembre 2015 (p. 6), « <i>La CWaPE ne comprend pas en quoi les amortissements peuvent constituer une capacité d'autofinancement supplémentaire. La capacité d'autofinancement est liée au résultat généré par le gestionnaire de réseau, hors charges non décaissées. Cet article déroge à la notion d'amortissement telle que définie par la Avis CNC 2010/15 de la Commission des normes comptables qui précise que</i> « Les amortissements ont donc pour objet de répartir dans le temps la prise en charge du coût des investissements dont la durée de vie est limitée » ».
Art. 4, § 2, 12°	Les charges de financement liées à un financement externe pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés sont répercutées dans les tarifs.	Visées par l'article 31 de la méthodologie : les charges financières sont effectivement répercutées dans le tarif, d'une part, par l'intégration du coût de la dette dans le Coût Moyen pondéré du Capital (CMPC), et, d'autre part, par l'application du taux de rémunération à la moyenne arithmétique entre la valeur de base d'actifs régulés au 1^{er} janvier et la valeur de base d'actifs régulés au 31 décembre. Contrairement à ce que considère ORES, l'article 4, § 2, 12°, du décret tarifaire n'impose pas que « <i>toutes les charges financières, pour autant qu'elles soient conformes aux bonnes pratiques des marchés, doivent être supportées par les URD</i> » (commentaire d'ORES relatif à l'article 31 du projet de méthodologie tarifaire). Il convient en effet de donner à cette disposition une interprétation conforme à la directive 2009/72/CE, laquelle implique, comme l'a récemment rappelé la Cour constitutionnelle, que le législateur, s'il dispose de la faculté de donner des orientations générales au régulateur, n'est en revanche pas compétent pour déterminer de manière précise le sort de certains coûts particuliers en matière de tarification. Dans son arrêt n° 71/2016 du 25 mai 2016, la Cour constitutionnelle a ainsi jugé ce qui suit :

		« B.8. Comme le relève la partie requérante dans son mémoire, la qualification d'un coût comme « gérable » ou « non gérable » a un impact sur le sort de ce coût en matière de tarification. Ainsi, les coûts gérables, qui concernent les coûts sur lesquels les gestionnaires de réseau exercent un contrôle direct, font partie du résultat comptable des gestionnaires de réseau et lui sont imputés. En revanche, les coûts non gérables, qui concernent les coûts sur lesquels les gestionnaires de réseau n'ont pas de contrôle direct, peuvent constituer une créance ou une dette à l'égard des clients et sont transférés aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire de réseau. Il en résulte que la qualification d'un coût peut avoir une incidence sur les tarifs appliqués aux consommateurs finaux. B.9.1. Il ressort de la disposition de la directive 2009/72/CE citée en B.6.1 et du commentaire et de la note interprétative cités en B.6.2 et B.7 que l'Union européenne a voulu réaliser l'indépendance fonctionnelle du régulateur national de l'énergie, en l'espèce pour le marché de l'électricité. Cette indépendance lors de l'exercice des missions du régulateur est garantie non seulement vis-à-vis des acteurs du marché, mais aussi vis-à-vis de toutes les autorités. B.9.2. L'exigence d'une indépendance fonctionnelle totale du régulateur national de l'énergie en ce qu'il doit être soustrait à toute influence extérieure est un élément essentiel au regard des objectifs de la directive précitée 2009/72/CE, parmi lesquels la réalisation d'un marché intérieur de l'énergie qui soit compétitif. B.10.1. L'article 35, § 4, b), ii), de la directive 2009/72/CE prévoit qu'en dépit de l'indépendance fonctionnelle de principe du régulateur de l'énergie, les autorités nationales peuvent toujours fixer des « orientations générales » qui, de manière indirecte, leur permettent d'encadrer les décisions du régulateur quant à la politique à suivre. B.10.2. Cependant, donner des « orientations générales » au régulateur n'est compatible que sous certaines conditions avec l'exigence d'une indépendance fonctionnelle totale d'un régulateur de l'énergie, énoncée par la directive 2009/72/CE. Ainsi, l'autorité nationale ne peut pas toucher à des décisions de régulation comme celle consistant à « fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul ».
--	--	--

		<i>B.10.3. Il découle de ce qui précède que les « orientations générales » ne sont conformes à l'objectif de la directive que si elles incitent seulement le régulateur national de l'énergie à tenir compte des objectifs poursuivis par l'autorité en matière de politique énergétique et de ses intérêts tels que la viabilité, la fiabilité, la durabilité du marché de l'énergie.</i> <i>Il ressort néanmoins de la disposition de la directive précitée que l'autorité ne peut pas édicter de façon unilatérale le choix d'une qualification déterminée d'un coût préalable à la fixation du tarif à imposer et de sa méthodologie, étant donné que celui-ci relève de la compétence exclusive du régulateur indépendant de l'énergie.</i> <i>B.11. Le législateur décreta, en ce qu'il dispose, à l'article 14, § 2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, tel qu'il a été inséré par la disposition attaquée, que les charges de pension des agents sous statut public du gestionnaire de réseau ou de sa filiale (ou sous-filiale) constituent des coûts non gérables, porte atteinte aux obligations qui lui incombent en vertu de l'article 35, § 4, b), ii), de la directive 2009/72/CE ».</i> L'article 4, § 2, 12°, du décret tarifaire ne peut donc être interprété comme privant la CWaPE de tout pouvoir d'appréciation quant aux modalités de répercussion des charges financières dans les tarifs et comme imposant de façon unilatérale le choix de les répercuter à l'identique comme le sous-entend ORES. Par conséquent, l'approche très communément acceptée du coût moyen pondéré du capital est conforme à l'article 4, § 2, 12°, du décret tarifaire.
Art. 4, § 2, 14°	Les soldes régulatoires sont calculés chaque année par le GRD de manière transparente et non-discriminatoire. Ils sont monitorés, contrôlés et validés par la CWaPE qui détermine selon quelles modalités ils sont, le cas échéant, répercutés ou rendus dans les tarifs.	Visés par le titre IV de la méthodologie : ce titre est consacré aux modalités de calcul et de contrôle des écarts entre le budget et la réalité et détermine dans quels cas ils mènent à des soldes régulatoires. En ce qui concerne la répercussion des soldes dans les tarifs, l'article 120 de la méthodologie prévoit que la période d'affectation du solde régulateur annuel total est déterminée par la CWaPE, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution.
Art. 4, § 2, 15°	Toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des	Visée à l'article 8, § 2, alinéa 2, 5°, de la méthodologie : il est prévu, en ce qui concerne le critère de raisonnabilité des coûts entrant dans le revenu autorisé faisant référence à une comparaison avec le coût d'autres entreprises, que cette comparaison ne pourra être effectuée que par rapport à des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions

	différences objectives existant entre les GRD.	analogues et uniquement lorsque cette comparaison sera possible (compte tenu notamment des différences objectives existant entre ces entreprises).
Art. 4, § 2, 17°	Les efforts de productivité éventuellement imposés ou réalisés par les GRD ne peuvent mettre en péril à court ou à long terme la qualité de réseaux, la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des GRD.	La CWaPE est consciente des risques potentiels pouvant résulter de l'application d'un facteur d'efficacité sur les investissements de réseau. Toutefois, il y a lieu de préciser, d'une part, que le facteur d'efficacité ne s'applique que sur la partie contrôlable du revenu autorisé des gestionnaires de réseau et que les éléments de coûts exclusivement impactés par les facteurs exogènes sont qualifiés de non contrôlables par le projet de méthodologie tarifaire, ce qui limite le risque financier supporté par les gestionnaires de réseau de distribution. D'autre part, la CWaPE ne préconise pas de facteur d'efficacité pour les charges nettes liées aux immobilisations et les charges nettes liées aux projets spécifiques. La CWaPE souhaite cependant, ne pas introduire de comportement opportuniste, et, éviter une dérive des coûts/des investissements et des délais dans certains projets peu aboutis. Par conséquent, - La CWaPE a également veillé à, d'une part, plafonner les charges nettes liées aux immobilisations, et ; - D'autre part, à déterminer de façon exhaustive les projets spécifiques bénéficiant d'un budget supplémentaire, pour lesquels des CAPEX et des OPEX non plafonnées, mais alignées au 'business case' positif du projet concerné, seront admises. La CWaPE souhaite, par ce fait, que les tarifs favorisent et financent la transition énergétique. La CWaPE prendra également en compte l'ajout de charges dites de « transformation » (hors 'business as usual') lors de la définition du revenu initial autorisé (pour autant que celles-ci soient raisonnables et dans les limites du plafond initial fixé par la CWaPE). En outre, en matière de qualité et de fiabilité des réseaux, la CWaPE rappelle que les gestionnaires de réseau de distribution sont contraints, au travers des dispositions décrétales visées aux articles 11 du décret électricité et 12 du décret gaz, de garantir l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Annuellement et en application de l'article 15 du décret électricité et de l'article 16 du décret gaz, les gestionnaires de réseau de distribution, en concertation avec la CWaPE, doivent établir un plan d'investissement ou d'adaptation en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de leur réseau. Si la CWaPE constate que le plan d'investissement ou d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle peut enjoindre celui-ci de

		remédier à cette situation dans un délai raisonnable. Ainsi, au travers de ces dispositions décrétales, le législateur a souhaité responsabiliser les gestionnaires de réseau quant au maintien de qualité et de la fiabilité de leur réseau et ce, indépendamment du type de régulation tarifaire mis en œuvre. Par ailleurs, l'article 54, § 2, de la méthodologie permet au gestionnaire de réseau de distribution de demander une révision du revenu autorisé et des tarifs qui en découlent en cas de circonstances exceptionnelles survenant au cours de la période régulatoire, indépendamment de sa volonté, pour autant qu'elles impactent durablement et significativement à la hausse ou à la baisse (seuil fixé à 2% du revenu autorisé annuel) la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution. L'article 3, § 3, du décret tarifaire, alinéa 2, permet en outre expressément la modification de la méthodologie tarifaire en cas d'accord des gestionnaires de réseau de distribution.
Art. 4, § 2, 18°	La subsideation croisée entre activités régulées et non régulées est interdite.	Visée par le titre VI, chapitre 1, section 2, de la méthodologie : les articles 146 à 148 contiennent des prescriptions visant à garantir l'absence de subsideation croisée entre activités régulées et non régulées : tenue d'une comptabilité séparée pour les autres activités que celle de gestion des réseaux électriques ou gaziers ; justification à apporter quant à l'absence de subventions croisées en cas d'imputation indirecte de frais généraux ou de frais partagés entre plusieurs activités de l'entreprise ; vérification spécifique sur ce point par le Commissaire lors du contrôle des états financiers du gestionnaire de réseau de distribution opéré dans le cadre de l'établissement du rapport spécifique inhérent au bilan et compte de résultat annuel.
Art. 4, § 2, 19°	La méthodologie peut inciter les GRD à rencontrer les objectifs de performance, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à mener la recherche et le développement nécessaires à leurs activités régulées, en tenant compte de leurs plans d'adaptation tels qu'approuvés par la CWaPE.	Visés par l'article 8 et le titre II, chapitre 1, section 5, de la méthodologie : le facteur de qualité (Q) inhérent au niveau de performance des gestionnaires de réseau de réseau a été ajouté comme élément constitutif du revenu autorisé et ce, afin de mettre en œuvre progressivement une méthodologie incitative en ligne avec l'article 4, § 2, 19°, du décret du 19 janvier 2017, prévoyant la possibilité pour le régulateur wallon d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à rencontrer des objectifs de performance. Pour la période régulatoire 2019-2023, la valeur du facteur Q a été fixée à zéro, la CWaPE comptant, au cours de cette période, définir, en concertation avec les gestionnaires de réseau, les indicateurs de performance qui détermineront, lors de la prochaine période régulatoire, le niveau de performance des gestionnaires de réseau.

Art. 4, § 2, 21°	Le GRD répercute et adapte, dès la modification de ses tarifs par le régulateur compétent, les coûts d'utilisation du réseau de transport électricité. Ces coûts sont refacturés via des tarifs spécifiques.	Visé par les articles 7 et 136 de la méthodologie : l'article 7 consacre le principe de l'adaptation annuelle des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, ce qui permettra notamment aux gestionnaires de réseau de distribution de répercuter et adapter les coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité dès la modification des tarifs de transport par le régulateur compétent. A cette adaptation annuelle, s'ajoute la possibilité, prévue pour le GRD à l'article 136 de la méthodologie, de demander la révision des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport en cas de modification des tarifs de transport d'ELIA ou de RTE que l'adaptation annuelle ne permettrait pas de couvrir immédiatement.
	Les tarifs respectent les principes suivants :	
Art. 4, § 2, 5°, a)	Ils sont transparents, non discriminatoires et proportionnés.	L'article 59 de la méthodologie tarifaire précise que les tarifs périodiques de distribution respectent les dispositions prévues à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire.
Art. 4, § 2, 5°, b)	Ils reflètent la structure des coûts de réseaux et traduisent une allocation équitable et transparente des services offerts par le réseau à l'ensemble des URD tenant compte des évolutions technologiques telles que le stockage et du développement de la production décentralisées.	
Art. 4, § 2, 5°, c)	Ils favorisent le développement et un dimensionnement optimal des infrastructures de réseaux et incitent à l'utilisation optimale de leurs capacités par leurs utilisateurs.	
Art. 4, § 2, 5°, d)	Ils favorisent la gestion intelligente des réseaux, l'intégration des productions décentralisées, l'accès flexible, l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ainsi que l'efficacité énergétique et promeuvent la gestion active de la demande.	

Art. 4, § 2, 7°	Ils sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution ou dans les zones correspondant aux territoires desservis par les GRD au 31.12.2012.	Les modèles de rapport relatifs aux propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution, repris aux annexes 5 et 6 de la méthodologie tarifaire, ne prévoient pas la possibilité d'introduire plusieurs tarifs par secteur ou gestionnaire de réseau.
Art. 4, § 2, 16°	Les tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution applicables à des unités de production peuvent être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la CWaPE.	L'article 4, § 2, 16 °, du décret tarifaire permet à la CWaPE mais ne lui impose pas de fixer des critères pouvant mener à la fixation de tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution, applicables à des unités de production, différents en fonction de la technologie et la date de mise en service des unités de production. L'article 75 de la méthodologie tarifaire précise que les tarifs d'injection ne prévoient pas de différences en fonction de la technologie de production ou en fonction de leur date de mise en service.
Art. 4, § 2, 20°	Ils visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals.	La méthodologie tarifaire applicable à la période régulatoire 2019-2023 est basée sur une approche revenue cap incitative. En effet, elle met en œuvre une multitude d'incitant tels que l'approche revenue cap TOTEX, la création de couloirs de prix pour l'achat des pertes en réseau et de l'énergie servant à la fourniture sociale et X, le facteur de productivité ou encore la mise en œuvre d'un CMPC complet, tout en mettant en place les prémisses d'un facteur de qualité incitatif.